

**VISÃO 2035:**

**Brasil, país desenvolvido**

Agendas setoriais para o desenvolvimento

## ENERGIA ELÉTRICA

### *ELECTRICITY*

Alexandre Siciliano Esposito\*

P. 313-340

\* Gerente setorial do Departamento de Energia Elétrica da Área de Energia do BNDES. O autor agradece a oportunidade de interagir com diversos funcionários da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), cujas contribuições sobre o entendimento de diversas questões do setor foram fundamentais para a estruturação deste estudo. Ressalta-se ainda que as opiniões expressas neste capítulo não refletem, necessariamente, as do BNDES, da EPE e tampouco de nenhuma fonte ou contribuição citada.

## Resumo

O setor elétrico brasileiro enfrenta sua terceira crise desde o fim dos anos 1980. Essa crise foi revelada pelo recente período de baixas afluências nos reservatórios das hidrelétricas desde 2013. Porém, sua superação passa pela resolução de elementos institucionais e financeiros, expostos neste capítulo com base nas diretrizes de reformas indicadas pelo poder concedente em recente consulta pública à sociedade. O objetivo deste capítulo é apontar os caminhos de resolução da crise à luz das reformas propostas.

**Palavras-chave:** Eletricidade. Eficiência. Sinal econômico. Reforma. Competição. Preços. Crise. Oportunidade. Recursos distribuídos. Papel da demanda.

---

## Abstract

*The Brazilian power sector faces its third crisis since the end of the 1980s. This crisis has been revealed by the recent low water flow at the hydropower reservoirs since 2013. However, the overcoming of the crisis depends on the resolution of institutional and financial elements exposed herein using the reform directives pointed out by the granting authority in recent public hearing to society. The purpose of this chapter is to indicate the ways to solve the crisis under guidelines of the proposed reforms.*

**Keywords:** Electricity. Efficiency. Economic signal. Reform. Competition. Prices. Crisis. Distributed resources. Demand role.

## Introdução

Deve ser comum a percepção de que, desde o fim dos anos 1980, o setor elétrico brasileiro (SEB), a cada dez anos, incorre em períodos de crise. Na **primeira crise**, no fim dos anos 1980, o setor estava com tarifas contidas, por conta da tentativa de controle inflacionário, e vulnerável financeiramente. Essa vulnerabilidade levou ao atraso dos investimentos, e, com a falta de recursos fiscais, a privatização se tornou o mote para a retomada da expansão do SEB.

Entre meados dos anos 1990 e o ano 2000, as concessionárias estatais foram privatizadas, foram feitas reformas no setor (abordadas neste estudo) e novas instituições emergiram. Contudo, as reformas foram insuficientes para trazer a retomada dos investimentos. A capacidade de geração de energia não acompanhou o crescimento da demanda. Com a redução das afluições nos reservatórios das hidrelétricas, no início dos anos 2000 o país implantou o racionamento de energia (**segunda crise**).

A partir de 2003 e 2004, o SEB passou por um segundo momento de reformas institucionais. Com elas, os investimentos, sobretudo em geração de energia, ganharam impulso. A matriz elétrica brasileira diversificou-se e as grandes hidrelétricas tiveram sua posição relativa reduzida de cerca de 80% para 61% (no fim de 2016).

Porém, apesar de expressiva expansão, calcada na realização de leilões de contratação de energia de longo prazo, algumas ineficiências setoriais emergiram e foram reveladas com a crise hídrica pronunciada, que ocorre desde o fim de 2012 até os dias de hoje (**terceira crise setorial**).

Este capítulo objetiva investigar a crise recente do SEB, a fim de apontar seus principais entraves e ineficiências, bem como identificar os caminhos para que o setor faça uma transição de modelo de mercado e de reforma institucional com eficiência.

Além desta introdução, o estudo divide-se em três seções. A primeira seção descreve algumas das principais características do setor elétrico brasileiro e expõe as origens da sua crise atual. A segunda seção discute os caminhos de curto prazo para a superação da crise. A terceira seção fornece um panorama das perspectivas de investimentos do setor, uma vez superados os entraves de curto prazo, e expõe as oportunidades de transformação tecnológica, comercial e institucional que poderiam ampliar os negócios do setor com ganhos de eficiência. Por fim, o capítulo é encerrado com as principais conclusões.

## O setor elétrico brasileiro e a crise atual

O setor elétrico brasileiro é dividido em **dois universos separados**, que no longo prazo **devem (ou deveriam) convergir: o universo comercial e o universo da operação eletroenergética**.

As reformas do setor, iniciadas nos anos 1990, buscaram **conciliar** a introdução da iniciativa privada (quebra do monopólio estatal), sobretudo para a **competição** na comercialização da geração de energia elétrica, com a preservação da **gestão centralizada** do parque gerador nacional, predominantemente hidrelétrico na época (mais de 90% do total).

Nesse sentido, foram criadas novas instituições, com destaque para:

- Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), como o ente regulador;
- Mercado Atacadista de Energia (MAE), como o ambiente de registro e liquidação de contratos e transações de curto prazo; e
- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável pela operação das redes de transmissão de energia e pela otimização do parque gerador hidrotérmico.

O ONS foi criado com a função de gerir de forma independente os ativos de transmissão e geração de energia elétrica. Coube a ele, portanto, determinar as quantidades físicas despachadas pelos principais geradores.<sup>1</sup> A centralização do despacho físico das usinas justificava-se tecnicamente pelos ganhos oriundos de um processo centralizado de otimização do uso da água dos reservatórios das hidrelétricas.

Uma questão que se colocava era como poderiam os geradores vender energia, uma vez que a capacidade de atender às quantidades físicas determinadas pelo ONS sofre forte influência do clima (como são os casos das energias eólica e solar). Para resolver a questão, foi criado o conceito de garantia física (GF), que, em linhas gerais, pode ser definido como o montante de energia, determinado pelo poder concedente, com que, no **longo prazo**, cada usina é capaz de contribuir para o atendimento ao mercado.<sup>2</sup> São as quantidades de GF que dão base física para os contratos de compra e venda de energia (CCVE).

Contudo, as reformas foram insuficientes para trazer uma retomada dos investimentos que preservasse a qualidade do serviço e garantisse o suprimento de energia. A capacidade de geração de energia não acompanhou o crescimento da demanda. Com a redução das afluições nos reservatórios das hidrelétricas, no início dos anos 2000, o país se viu forçado a implantar o racionamento de energia (**segunda crise**). Naquele momento, a sociedade foi compelida pelo poder concedente a cortar 20% do seu consumo, a fim de preservar o suprimento contínuo de eletricidade.

A partir de 2003 e 2004, o SEB passou por um segundo momento de reformas institucionais:

- o Ministério de Minas e Energia (MME) centralizou a figura do poder concedente, até então representada em diversos atos pela Aneel (outorgas, por exemplo);
- a figura do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE),<sup>3</sup> que assessora a tomada de decisão da Presidência da República, ganhou relevância crescente como definidor de diretrizes de política;

<sup>1</sup> Exceção a essa regra são as usinas renováveis com geração não controlável, como usinas eólicas, solares e de biomassa, bem como várias usinas hidrelétricas abaixo de 30 MW. No processo de otimização, o ONS maximiza o benefício do despacho do parque hidrotérmico de grande porte para o atendimento da demanda residual de mercado, após a geração das demais usinas não despachadas de forma centralizada.

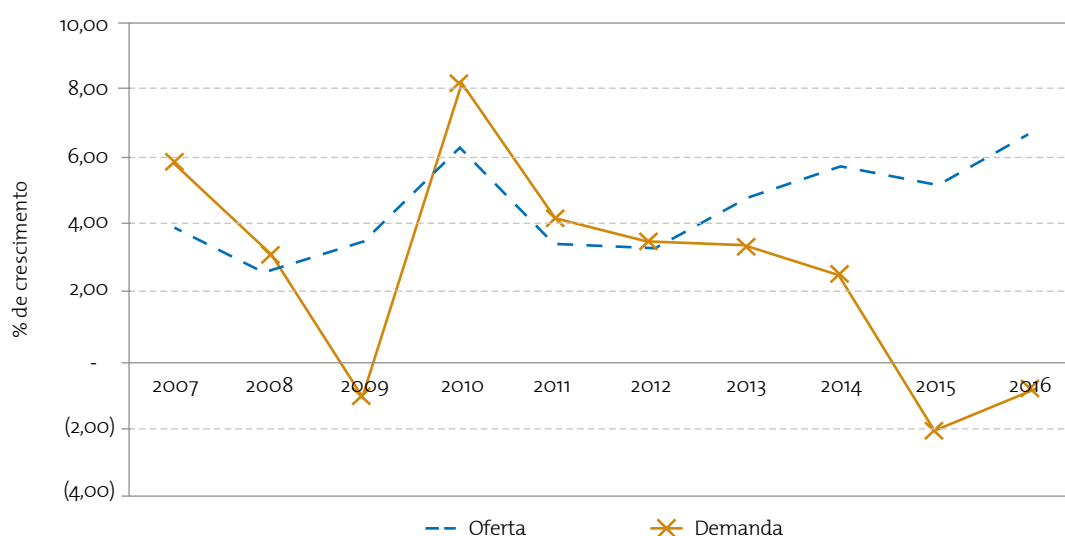
<sup>2</sup> Para cada fonte de energia, o MME estabelece metodologia específica de cálculo da GF.

<sup>3</sup> Instituído em 1997 como uma instância colegiada de alta hierarquia decisória (formado por ministros de Estado e presidentes de instituições públicas).

- foi criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), como instituição responsável pela retomada do planejamento setorial;
- o MAE e sua administradora (Asmae) foram liquidados, sendo ambos sucedidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que herdou suas atribuições de locus das transações financeiras e contratuais do mercado elétrico;<sup>4</sup> e
- foi introduzida a sistemática de contratação de energia de longo prazo centralizada pelo poder concedente, seja de usinas existentes, seja de usinas novas.<sup>5</sup>

Com as reformas, os investimentos, sobretudo em geração de energia, ganharam impulso. Entre 2001 e 2016, de acordo com os dados da Aneel, a capacidade instalada cresceu em cerca de 90%, com destaque para as fontes térmica convencional, biomassa e eólica (essa última, mais recentemente). A matriz elétrica brasileira diversificou-se e as grandes hidrelétricas tiveram sua posição relativa reduzida de 80% para 61%, no mesmo período.<sup>6</sup> O Gráfico 1 mostra que, a partir de 2012, o ritmo de expansão do parque gerador de energia aumentou, enquanto o da demanda declinou. A partir de 2015, com a recessão macroeconômica, o descompasso entre oferta e demanda se ampliou.

Gráfico 1 | Oferta versus demanda por eletricidade



Fonte: Elaboração própria, com base em EPE [2017c].

<sup>4</sup> A Asmae ficou quase dois anos (de 2000 a 2002) com pendências de liquidação das transações de curto prazo, só superadas após o acordo setorial do racionamento.

<sup>5</sup> A aquisição de energia necessária para atender ao mercado das distribuidoras passa a ser centralizada por leilões públicos executados pelo poder concedente, no chamado Ambiente de Contratação Regulado (ACR). Residualmente, os consumidores de energia de maior carga, com direito de comprar diretamente de geradoras e comercializadoras de energia, podem fazê-lo no chamado Ambiente de Contratação Livre (ACL).

<sup>6</sup> Mais detalhes sobre a perspectiva histórica de evolução do SEB e de suas crises podem ser encontrados em BNDES (2012).

O resultado desse descompasso entre oferta e demanda foi a ampliação do excedente de GF. A Tabela 1 mostra que esse excedente de GF cresceu desde 2013 e em 2017 atingiu 27,88% do consumo médio nacional do Sistema Interligado Nacional (SIN).<sup>7</sup>

Tabela 1 | Excedentes de garantia física *versus* custos operativos

Anos	Garantia física (GF)	Energia de reserva (R)	Consumo (C)	Consumo residual (C-R)	Excedente [GF-(C-R)]	Geração térmica	CMO SE
Média anual em GWm						MWm	R\$/MWh
2013	63,54	0,77	60,34	59,58	3,97	10,59	266,47
2014	67,03	1,11	61,72	60,62	6,42	13,40	756,04
2015	70,73	1,53	61,36	59,83	10,90	12,88	555,91
2016	73,95	2,01	61,56	59,55	14,41	8,98	86,80
2017 (nov.)	77,49	2,13	62,26	60,13	17,36	10,14	324,60

Fonte: Elaboração própria, com base nos dados de CCEE (2018a) e ONS (2017).

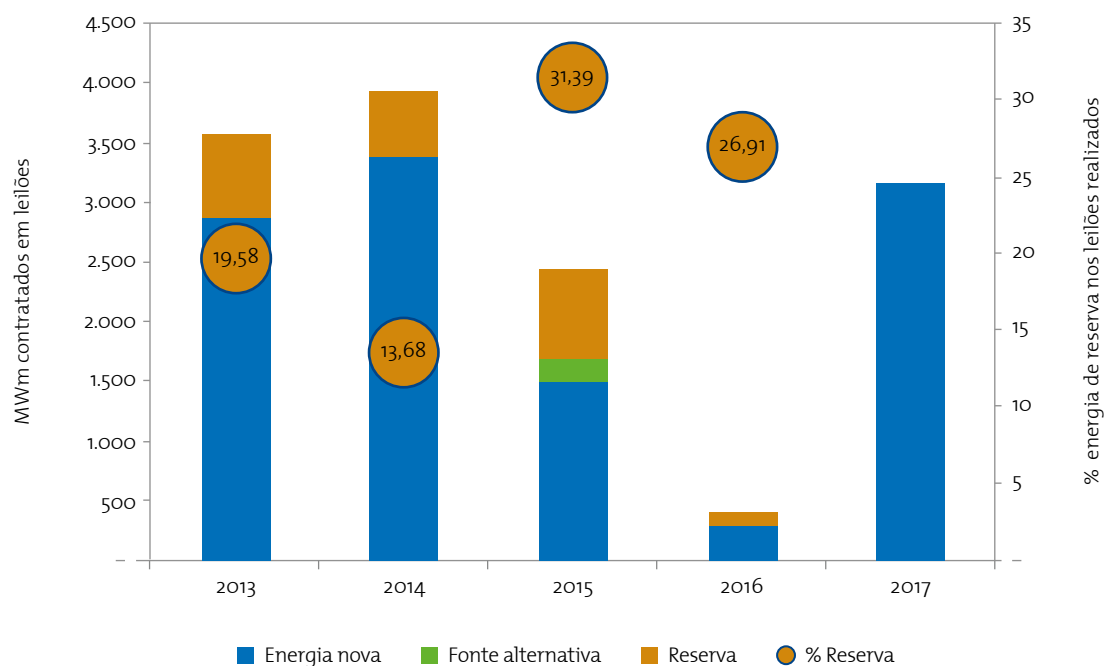
Diante do aumento dos investimentos e desse crescimento maior da oferta do que da demanda de energia, como explicar que o setor esteja passando por sua terceira crise? Apesar do crescente excedente de GF presente no sistema, julgou-se necessário acelerar o crescimento da oferta de energia. Como resultado, houve a realização dos leilões de energia de reserva (ER), que refletem as estimativas do poder concedente sobre a necessidade de oferta de energia **adicional** ao contratado pelas distribuidoras para preservar a garantia de suprimento dos consumidores. O Gráfico 2 mostra que as ERs responderam por mais de 30% do total de energia licitado, em 2015.

Esse aumento da oferta nos últimos anos se deu com um quadro de suprimento de energia bastante adverso, de redução intensa dos reservatórios das hidrelétricas (Gráfico 3). Em meio à crise hídrica, houve descompasso entre os montantes que as usinas hidrelétricas eram capazes de gerar e o somatório das GFs disponíveis no sistema elétrico. Durante todos os anos do período (2013-2017), o despacho das termelétricas foi intenso – em média, acima de 10 GW (Gráfico 3) – e o custo marginal de operação (CMO) do sistema,<sup>8</sup> com exceção do ano de 2016, permaneceu em patamares elevados.

<sup>7</sup> Ressalta-se que, no mercado elétrico, a demanda é sempre igual à oferta por eletricidade e, portanto, o consumo total de energia do sistema é igual à soma da geração das usinas menos as perdas de energia. Os dados de consumo, garantia física e geração de energia extraídos da CCEE são referenciados no centro de gravidade dos submercados elétricos e não coincidem com os dados do Gráfico 1, que tem outra base de apuração.

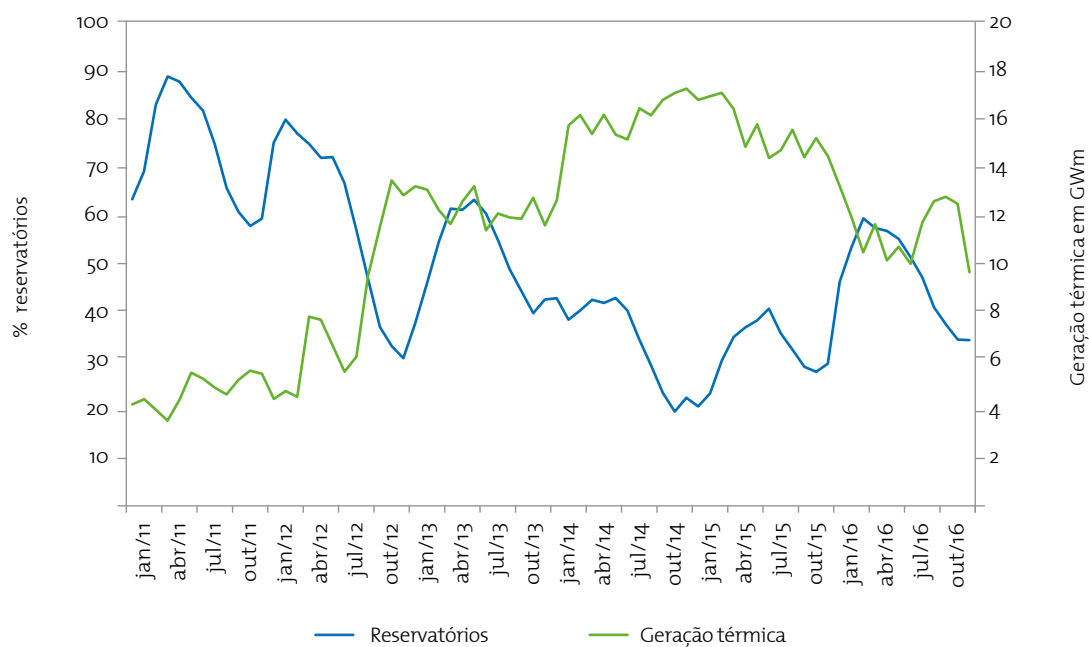
<sup>8</sup> O CMO do sistema corresponde ao custo variável unitário na usina mais cara necessária para atender à demanda do Sistema Interligado Nacional.

Gráfico 2 | Participação da energia de reserva nas licitações anuais



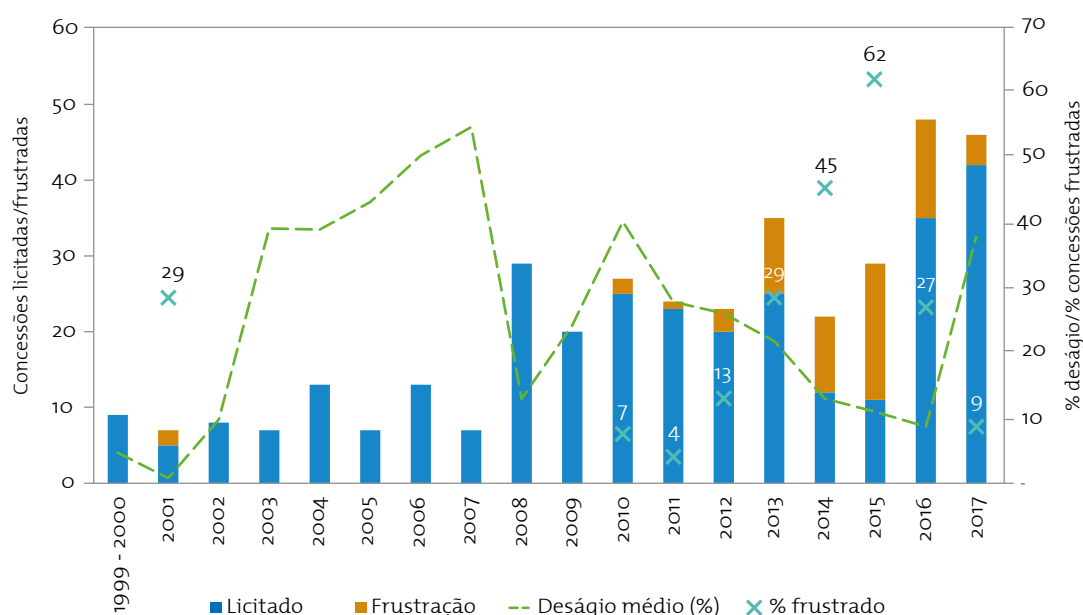
Fonte: Elaboração própria, com base nos dados de CCEE (2018b).

Gráfico 3 | Evolução dos reservatórios (equivalente nacional) e geração térmica



Fonte: Elaboração própria, com base nos dados de armazenamento e geração térmica disponibilizados no portal do ONS em 2017.

Gráfico 4 | Desempenho em leilões de transmissão



Fonte: Elaboração própria, com base nos dados de Aneel [2018].

Sobre a expansão da oferta de eletricidade, houve atrasos na implantação de projetos licitados, tanto para concessões de transmissão de energia quanto para usinas de geração contratadas em leilões públicos. Para o segmento de transmissão de energia, a redução do apetite dos investidores é indicada no Gráfico 4, que mostra o declínio dos deságios médios<sup>9</sup> e a ampliação do volume de lotes de concessão com licitação frustrada a partir de 2012, com reversão de tendência apenas no fim de 2016. A consequência do histórico de frustrações foi a demora para o SIN contar com linhas de transmissão que reduziriam gargalos na rede e contribuiriam para otimizar o despacho do parque gerador nacional.

Na geração de energia, não houve frustração em licitações, mas atrasos e paralisações sistemáticas de obras, indicados pela fiscalização da Aneel. O Gráfico 5 mostra que, em setembro de 2017, cerca de metade do total da expansão contratada em leilões apresentava problemas de atrasos e paralisações.

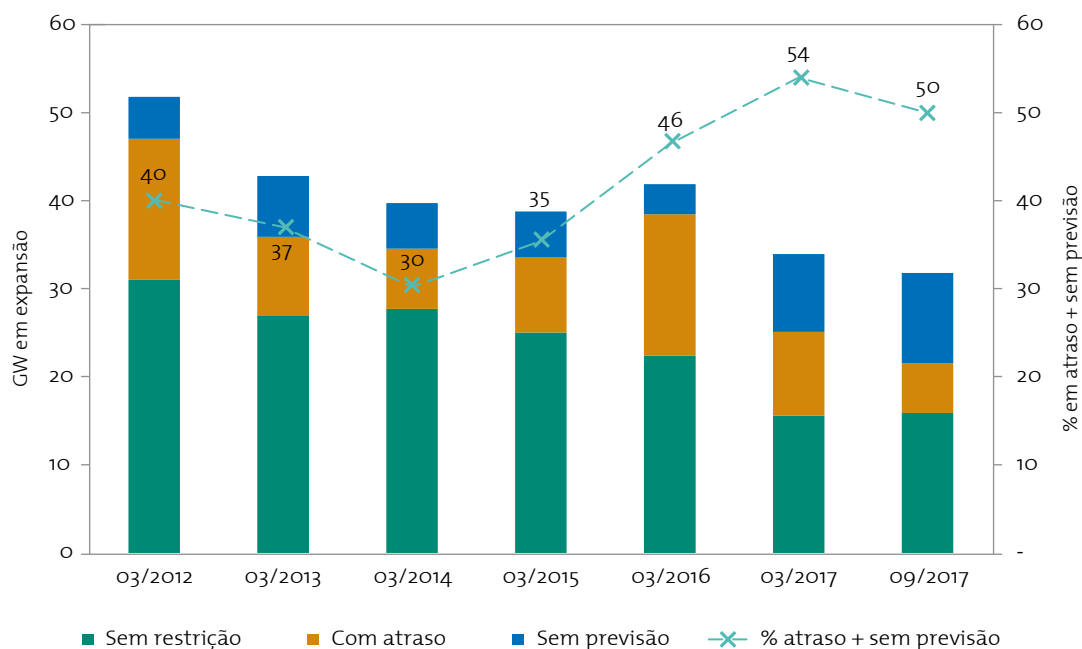
Ponto comum para os segmentos de geração e transmissão de energia foi a ocorrência de percalços nos processos de licenciamento ambiental, disponibilização de terrenos, bem como dificuldades financeiras, judiciais e trabalhistas das empresas envolvidas nos investimentos a serem executados. Esses aspectos não têm solução única, imediata e trivial

<sup>9</sup> Os deságios sobre os preços ou receitas iniciais dos leilões refletem a razão entre: (i) o valor do preço ou receita que o investidor declara no certame para obter o contrato de concessão e/ou contrato de compra e venda de energia; e (ii) o valor máximo inicial do preço ou receita definido pelo poder concedente com ponto de partida para a competição. Sagra-se vencedor aquele que declara o maior deságio sobre o valor inicial. No Gráfico 3, os deságios médios refletem a razão entre: (a) o somatório das receitas finais aceitas pelos vencedores; e (b) o somatório das receitas iniciais definidas pelo poder concedente.



e requerem um esforço amplo de coordenação institucional dos agentes responsáveis pelas licitações com os principais grupos de interesse (*stakeholders*) privados e públicos envolvidos.

Gráfico 5 | Atrasos na geração



Fonte: Elaboração própria, com base nos dados de Aneel [2017a].

## Caminhos para sair da crise

A partir de 2016, foram implantadas medidas para minimizar atrasos e frustrações na geração e na transmissão de energia, com destaque para:

- elevação dos preços iniciais nos leilões, a fim de elevar a atratividade dos projetos licitados e eliminar descompasso entre a percepção de risco do setor (elevada desde 2012) e a remuneração regulatória do capital que baliza os preços iniciais definidos pelo poder concedente;
- prolongamento dos prazos de execução dos projetos, antecipando o planejamento e viabilizando a implantação tempestiva de projetos com licenciamento ambiental complexo; e
- aprimoramento dos requisitos financeiros dos detentores dos projetos ao exigir comprovação de parcela do aporte de capital e/ou da obtenção de financiamento entre os marcos iniciais dos cronogramas de implantação.

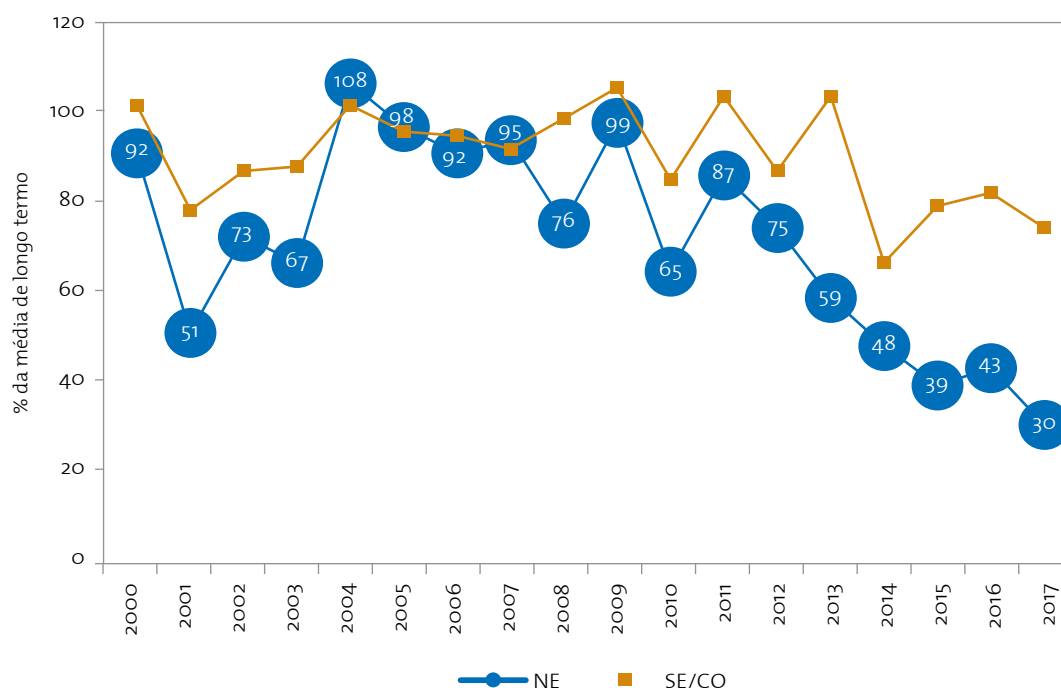
Contudo, ainda há alguns ajustes a fazer no setor, sendo dois deles de amplo destaque em fóruns setoriais: a revisão das garantias físicas das hidrelétricas e a liquidação no mercado de curto prazo.

## A revisão das garantias físicas das hidrelétricas

A proposta de revisão das garantias físicas das hidrelétricas faz sentido diante da elevada ampliação do excedente de GFs, como foi visto na seção anterior. Há também evidências de que houve perda de eficiência na geração de energia por parte das usinas hidrelétricas, sobretudo em 2012, quando houve rápido esvaziamento dos reservatórios e rápida necessidade de elevação do despacho térmico. De acordo com simulações computacionais da consultoria PSR, exposta em *workshop* realizado em março de 2013, há indícios de que foram empregados 9% a mais de volume de água para cada MWh gerado em 2012. Além disso, há cerca de vinte anos, a afluência anual dos reservatórios das usinas na região Nordeste tem sido sistemática e progressivamente abaixo das médias de longo termo, como mostra o Gráfico 6.

Recentemente, a EPE divulgou nota técnica que evidencia uma redução potencial de 2,5 GWm para hidrelétricas, caso as usinas tivessem as suas GFs recalculadas com a metodologia vigente (EPE, 2017a). Contudo, por limitações legais, a redução possível até o momento foi de cerca de 1,3 GWm, com início de vigência em 1º de janeiro de 2018.<sup>10</sup>

Gráfico 6 | Afluências nos reservatórios (região Nordeste – NE versus região Sudeste + Centro-Oeste – SE/CO)



Fonte: Elaboração própria, com base nos dados de afluências disponibilizados no portal do ONS em janeiro de 2018.

<sup>10</sup> O Decreto 2.655/1998 garante às concessionárias de hidrelétricas que as reduções de GFs não poderão ser superiores a 5% em cada ciclo de revisão e que não poderão ser superiores a 10% durante toda a vigência do contrato de concessão. A Portaria MME 178/2017 determinou as revisões de GFs de diversas usinas, com vigência programada para janeiro de 2018.

A revisão atual das garantias físicas de grande parte das hidrelétricas em operação comercial foi a primeira a ocorrer em cerca de 15 anos, sendo que o marco regulatório vigente prevê sua ocorrência a cada cinco anos. Tal período prolongado de ausência de revisão pode ter contribuído para não motivar os geradores a manter suas usinas em patamares de geração eficientes, pois qualquer insuficiência de geração efetiva de energia em relação a sua garantia física é coberta pelo MRE.

É importante explicar que as hidrelétricas compartilham um mecanismo mitigador do risco hidrológico individual a que estão expostas, denominado mecanismo de realocação de energia (MRE). Instituído nas reformas dos anos 1990, o MRE possibilita que as usinas com excesso de água (geração > garantia física) gerem energia que complemente a geração das usinas com déficit de água (geração < garantia física).

No longo prazo, as usinas deficitárias poderão retribuir a complementação energética que receberam, enquanto as superavitárias deverão ter algum momento em que necessitarão da complementaridade energética. Assim, se as garantias físicas estiverem bem calculadas, no longo prazo as trocas energéticas entre as hidrelétricas se compensarão. A fim de custear a operação e a manutenção das usinas participantes do MRE, a Aneel calcula anualmente a tarifa de energia de otimização (TEO), para que as usinas deficitárias paguem às superavitárias pelo excedente energético cedido no âmbito do mecanismo.

## Liquidação no mercado de curto prazo

Em linhas gerais, o mercado de curto prazo (MCP) é o ambiente em que são liquidadas as diferenças positivas e negativas entre compras e vendas de energia (ou entre contratos e consumo, ou entre contratos e geração de energia). Qualquer desequilíbrio deve ser apurado e liquidado pelo preço de liquidação de diferenças (PLD). O PLD, por sua vez, reflete o CMO do sistema de acordo com o despacho otimizado do parque gerador, porém, com valores máximo e mínimo definidos anualmente pela Aneel.

Com a redução das afluências nos reservatórios das hidrelétricas, as usinas acabaram tendo sua geração de energia reduzida, sendo complementada pela geração térmica, conforme determinado pelo modelo computacional empregado pelo ONS para otimizar o despacho das usinas. A implicação imediata foi a necessidade de aplicação de um fator de ajuste temporário sobre os montantes de GFs das hidrelétricas para reduzi-las provisoriamente ao montante que o parque hídrico como um todo é capaz de gerar em cada momento, após a aplicação do MRE.<sup>11</sup> Como as hidrelétricas têm o direito de contratar até o valor total de suas GFs, nos momentos em que, coletivamente, geram abaixo das GFs, surgem no MCP as chamadas exposições negativas ao PLD.

<sup>11</sup> Tal fator de ajuste é denominado *generation scaling factor* (GSF). Esse fator nada mais é do que a relação entre o somatório da geração hidrelétrica e o somatório das GFs.

Com a seca prolongada, a partir do fim de 2012, o MRE não foi suficiente para cobrir a soma das GFs das usinas, resultando, portanto, em déficit energético para todas as geradoras que o integram. Em 2015, as exposições negativas das hidrelétricas passaram a ser contestadas por elas na Justiça (seja por meio de liminares individuais, seja por liminares de associações de classe). O principal mote das liminares é evitar a cobrança das exposições financeiras. As fundamentações convergem para uma característica comum: a possibilidade, de fato exercida no histórico recente, de discricionariamente gerar mais ou menos energia hidrelétrica (isto é, menos ou mais energia térmica, ou menos ou mais importação dos países vizinhos), podendo divergir significativamente do despacho determinado pelo modelo computacional de otimização do sistema.<sup>12</sup>

A questão foi parcialmente resolvida no fim de 2015, por meio da Lei 13.203/2015 (MP 688/2015), quando, para o ACR, o poder concedente propôs que as exposições negativas no MCP associadas ao risco hidrológico não coberto pelo MRE fossem transferidas (parcial ou integralmente) aos consumidores, que passariam a pagar essa conta. Como contrapartida, os geradores hidrelétricos deveriam pagar aos consumidores um prêmio de risco em valor parametrizado pela Aneel.

Para os contratos no ACL, a solução apresentada na referida lei não envolvia transferência de risco e despesas aos consumidores e, por isso, não foi aceita por nenhum agente. Assim, para o mercado livre, permaneceram em vigor liminares judiciais que suspendem a cobrança das exposições negativas, impedindo que a CCEE realizasse a cobrança às usinas para esses casos. Por esse motivo, conforme indica o Gráfico 7, o MCP acumula inadimplência de R\$ 7,5 bilhões, que representa cerca de 75% das liquidações contabilizadas como devidas até novembro de 2017.

Essa questão ainda carece de solução institucional, embora o poder concedente já tenha reconhecido, por meio da Lei 13.360/2017, que o deslocamento hidrelétrico ocasionado pela GFOM e as importações de energia, a partir de 2017, não seriam de responsabilidade das usinas e deveriam, portanto, ser pagos pelos consumidores. Porém, como não houve reconhecimento para anos anteriores a 2017, as empresas têm pouco incentivo para abrir mão de suas liminares.<sup>13</sup>

Com efeito, para que o setor retome estabilidade institucional e financeira, é necessário que se alcance entendimento que concilie o interesse público e os interesses dos atores de mercado. O caminho judicial é mais incerto, potencialmente tortuoso e não necessariamente tempestivo. O ideal é algum acordo geral do setor, como já ocorrido

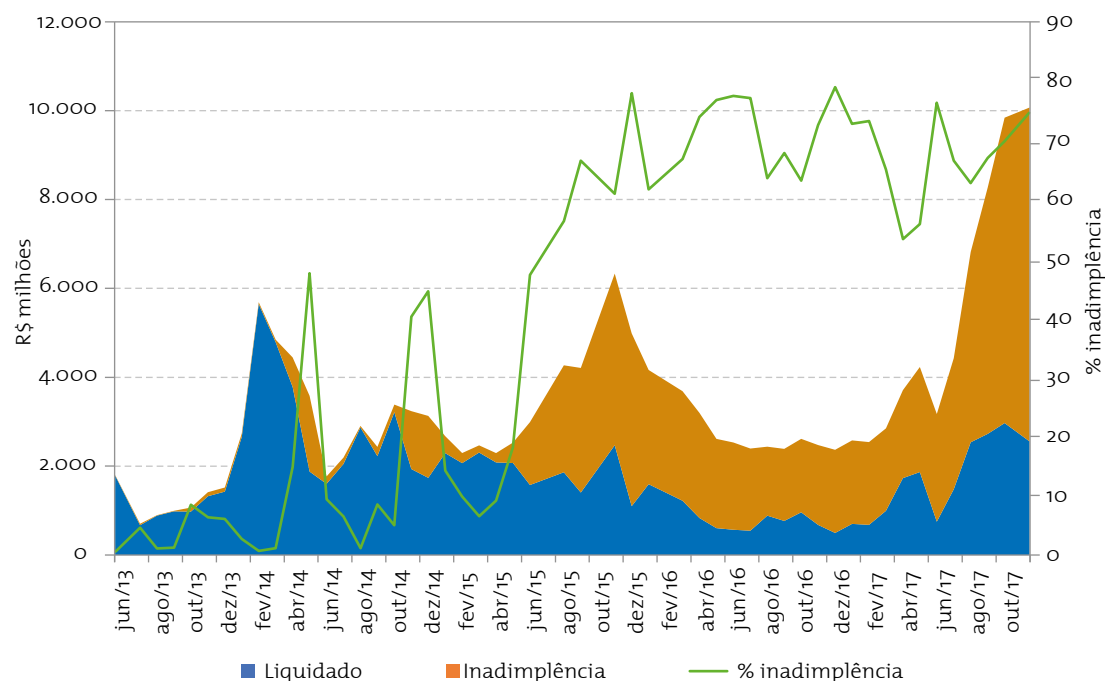
---

<sup>12</sup> O despacho térmico adicional ao que a otimização computacional determina é designado geração fora da ordem de mérito (GFOM) e a redução do despacho hidrelétrico provocada pelo GFOM, ou por eventual decisão de importação de energia de países vizinhos, é chamada de deslocamento hidrelétrico.

<sup>13</sup> O projeto de lei resultante da Consulta Pública 33/2017, sobre a reforma do marco regulatório, prevê a possibilidade de reconhecimento para anos anteriores. Caso haja êxito no reconhecimento dos efeitos provocados pelo deslocamento hidrelétrico sobre as exposições negativas das geradoras, essas terão forte incentivo a renunciar a suas liminares judiciais, destravando, portanto, a liquidação no MCP.

no passado, sem necessariamente transferir todo o ônus da solução ao consumidor. Caso tal entendimento não ocorra, corre-se o risco de paralisia total do mercado (como aponta a trajetória de não liquidação no MCP) e dos investimentos no longo prazo.

Gráfico 7 | Contabilizações no mercado de curto prazo



Fonte: Elaboração própria, com base nos dados de CCEE (2018a).

## A retomada dos investimentos e a transformação setorial

O SEB tem potencial de acelerar sua expansão, sem grandes percalços (como os anteriormente destacados), uma vez superados os principais entraves à realização dos investimentos. A partir do diagnóstico apresentado na seção anterior, atualmente as principais condições de contorno para a retomada dos investimentos aos níveis pré-crise recente são:

- retomada do crescimento sustentável do consumo de energia, que depende da estabilização do quadro macroeconômico;
- ampliação da coordenação institucional, desde a fase de planejamento da expansão setorial até as licitações de projetos de geração e transmissão, a fim de evitar atrasos, sobretudo por conta das questões associadas à complexidade no licenciamento dos projetos;

- aproximação das condições de contorno do universo dos contratos (transações e finanças) do universo do despacho físico das usinas ou, alternativamente, unificá-los (transações determinando o despacho das usinas, por exemplo);
- equacionamento das liquidações financeiras no MCP;
- redução da dependência dos agentes do setor ao uso do Judiciário (“desjudicialização” das relações institucionais); e
- identificação e alocação dos riscos de forma clara, no marco regulatório setorial, entre instituições do Estado, consumidores e empresas, a fim de evitar conflitos e potencial retorno aos canais judiciais.

Sobre as possibilidades de investimentos para os próximos anos, são apontados três possíveis cenários para um horizonte temporal até o ano de 2035. Não há a intenção de que os cenários sejam precisos no que se refere a estimativas de investimentos, mas apenas apontar possíveis trajetórias que o SEB poderá trilhar. São eles:

**I. Cenário “destravar”:** Crescimento econômico de 2,8% a.a., como patamar inicial de referência,<sup>14</sup> sem transformações tecnológicas relevantes, seja no setor elétrico, seja no consumo de energia. Nesse cenário, a elasticidade-renda do consumo de energia – relação entre o crescimento do consumo de energia e o crescimento do produto interno bruto (PIB) – é de 1,51, conforme empregado pelo último Plano Decenal da EPE (PDE 2026) em seu cenário de referência.

**II. Cenário “potencializar” (aceleração da atividade econômica):** Crescimento econômico de 3,9% a.a., como cenário alternativo de retomada sustentável da economia brasileira, ainda sem transformações tecnológicas relevantes, seja no setor elétrico, seja no consumo de energia. Portanto, nesse cenário é considerada a hipótese de elasticidade-renda do PDE 2026 para o cenário alternativo (com crescimento do PIB superior ao cenário de referência), de cerca de 1,4.

**III. Cenário “transformar”:** Mesmo cenário de crescimento econômico de 3,9% a.a. Todavia, diferentemente do anterior, são contempladas transformações tecnológicas relevantes, seja no setor elétrico, seja no consumo de energia (**elevação da renda média das famílias e redução de desigualdades**). Portanto, os investimentos em modernização das redes (redes elétricas inteligentes – REI, por exemplo) são contemplados de forma plena (o Brasil moderniza suas redes até 2030). As ações de eficiência energética e de resposta da demanda são ampliadas e implementadas e compensam eventuais efeitos de elevação da renda real das famílias que tenderiam a elevar a intensidade energética. Consequentemente, optou-se por manter a elasticidade-renda em 1,4, conforme indicado no cenário “potencializar”.

<sup>14</sup> As premissas macroeconômicas de crescimento são as utilizadas no planejamento corporativo do BNDES, indicado pela Área de Planejamento e Pesquisa do BNDES para este livro.

Tabela 2 | Perspectivas de investimentos no SEB (geração, transmissão, distribuição de energia e redes inteligentes)

Cenários	Investimentos – Média anual		Total
	R\$ bilhões		
	2018-2021	2022-35	2018-35
Destruir	34,84	48,62	820,04
Potencializar	43,95	75,76	1.236,39
Transformar	45,07	74,93	1.229,30

Fonte: Elaboração própria, com base nos dados de Aneel [2017b] e EPE (2017b). Exclusivamente para REIs, foram usados os cenários de investimentos retratados na Chamada Pública Aneel 11/2010, cujo resultado é exposto em Kagan *et al.* (2013).

Sobre os investimentos em redes de transmissão e distribuição de energia, foram estabelecidas as seguintes hipóteses:

- Transmissão de energia elétrica. No cenário “destravar”, foram consideradas as concessões já licitadas e a expansão estimada no PDE até 2026, extrapolada linearmente até 2035, mantendo-se a mesma proporção entre os investimentos de geração de grande escala e transmissão de energia. Nos cenários “potencializar” e “transformar”, os investimentos em transmissão sofrem acréscimo associado exclusivamente à necessidade de escoamento da geração de energia de grande escala adicional projetada em ambos os cenários. Porém, apenas para o cenário “transformar”, trabalha-se com a hipótese de massificação de recursos energéticos distribuídos, que reduziriam a necessidade de investimento em transmissão de energia.<sup>15</sup> Por isso, os investimentos previstos em transmissão de energia no cenário “transformar” correspondem a 70% dos investimentos no cenário “potencializar”.
- Distribuição de energia elétrica:
  - Investimentos tradicionais de reforço e expansão de rede. Foi adotada como hipótese para o cenário “destravar” a média dos últimos dez anos do histórico de investimentos, de R\$ 10 bilhões ao ano. Para os cenários “potencializar” e “transformar”, foi adotada como hipótese R\$ 14 bilhões ao ano, como reflexo das sinalizações de expansão dos planos de investimentos mais recentes das concessionárias do segmento.

<sup>15</sup> O conceito de recursos energéticos distribuídos abrange tanto a geração no local onde a energia é consumida quanto a geração de energia conectada às redes de transmissão ou distribuição de energia e próxima aos centros de consumo.

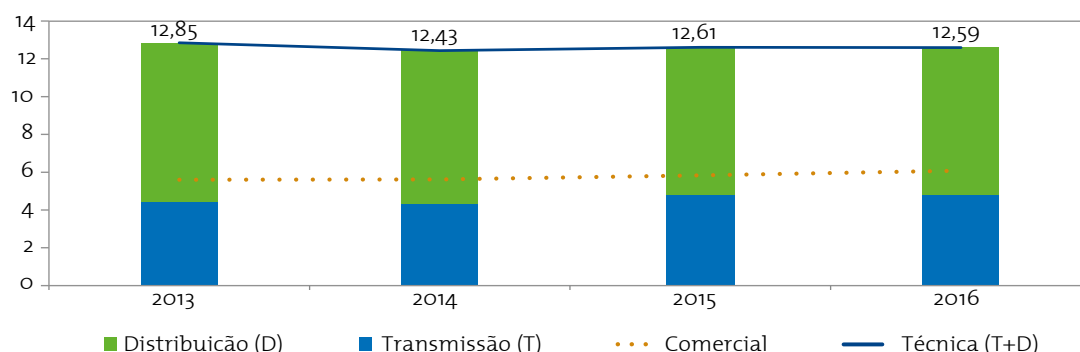
- Investimentos em REIs. A partir de 2021 até 2035, foram incorporados os investimentos previstos na Chamada Pública Aneel 11/2010,<sup>16</sup> mas **apenas para os cenários “potencializar” e “transformar”** da Tabela 2. Para o primeiro, foi adotada a premissa mais **conservadora** de investimento em REIs (R\$ 4,6 bilhões ao ano), e para o segundo, foi adotada a premissa mais **arrojada** de investimentos (R\$ 9,1 bilhões ao ano).

Em relação à geração de energia elétrica, os investimentos indicados referem-se apenas aos projetos de grande escala e seguem os cenários de crescimento do PIB e da elasticidade-renda anteriormente informados. Infelizmente, os investimentos apontados **não** incluem estimativas para geração distribuída (GD: geração realizada pelo próprio consumidor ou próxima a este) de energia e eficiência energética (EE), pelo fato de serem investimentos difusos e heterogêneos, em geral customizados para cada tipo de perfil de consumo de energia.

No entanto, é importante qualificar os ganhos que os projetos de geração distribuída e de eficiência energética podem propiciar na redução da necessidade de expansão das redes. O consumo evitado e a geração instalada no próprio local de consumo têm o benefício de reduzir ou dispensar a necessidade de investimentos em geração de grande escala e em ampliação das redes de energia.

Ressalta-se ainda que a existência de consideráveis perdas técnicas nas redes reforça os benefícios para a sociedade dos investimentos em GD e/ou EE. Conforme exposto no Gráfico 8, o Brasil tem nível de perdas técnicas nas redes de distribuição e transmissão em torno de 12,5%, sendo o quarto pior entre os países com redes de grande dimensão (Gráfico 9). Isso significa que, para cada MWh gerado, apenas 87,5% são aproveitados pelos consumidores. Não por acaso, os incentivos regulatórios para os investimentos em geração distribuída e eficiência energética estão presentes na agenda de reforma do marco regulatório brasileiro (sintetizada nesta seção).

Gráfico 8 | Perdas nas redes – média Brasil (% da geração)

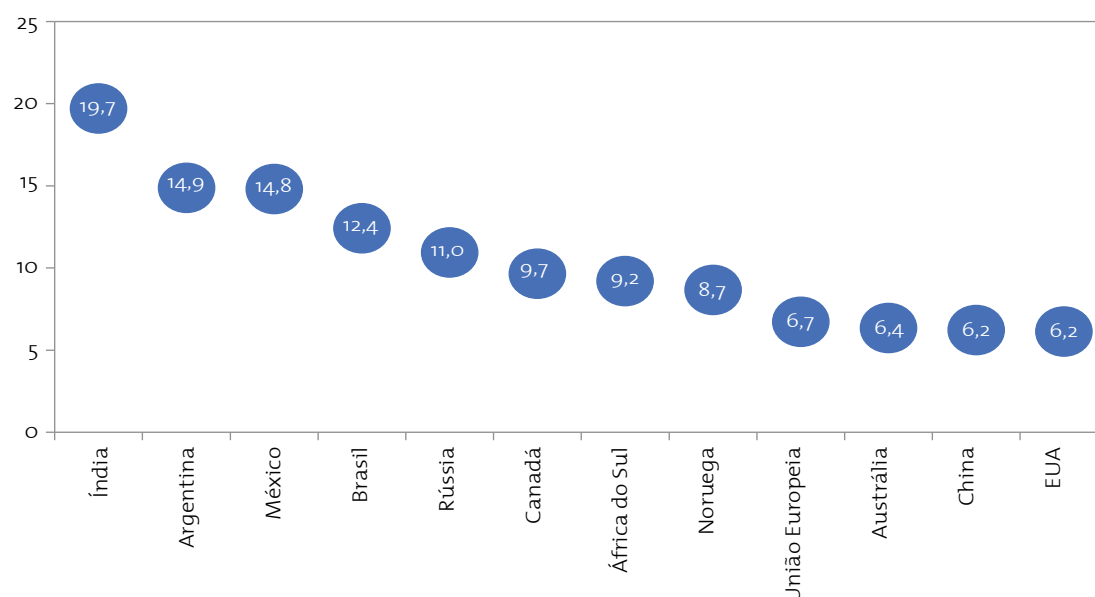


Fontes: Elaboração própria, com base nos dados da Abradee (2017b) e nos dados de perdas das redes de transmissão – Informações ao Mercado da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2018a).

<sup>16</sup> Os investimentos em REIs foram inferidos entre 2010 e 2011 e careceriam de atualização monetária. Como hipótese simplificadora, assume-se que a evolução tecnológica dos fornecedores de equipamentos e serviços anularia a necessidade de correção monetária. Adicionalmente, trabalhou-se com as hipóteses de implantação em dez anos, entre 2021 e 2030, e vida útil dos ativos também em dez anos, implicando reposição anual dos investimentos em igual valor, em média anual, imediatamente após os dez anos iniciais de implantação.



Gráfico 9: Perdas nas redes – amostra de países/base 2014 (% da geração)



Fonte: ABRADÉE (2017b), CCEE (2017a), WEC (2016)

Sobre as REIs, conforme descrito em BNDES (2017, p. 168), não há uma definição exata desse tipo de investimento. Na verdade, as REIs são um conceito que poderia ser descrito como a incorporação de infraestruturas de tecnologias de informação e comunicação (TIC) nas redes do setor elétrico, que teriam como benefício:

- automação e reconfiguração automática de rede (*self-healing*);
- sensoriamento dos diversos pontos das redes (consumo, geração – distribuída ou não – e transformação de tensão);
- aferição, acúmulo e tratamento de dados;
- inserção e massificação da geração distribuída e de veículos elétricos; e
- empoderamento dos consumidores de energia, sobretudo residenciais, que poderão decidir quando, como e quanto consumir (por conta da medição inteligente de energia em momentos diferentes no tempo).

Nesse sentido, as REIs têm o potencial de atribuir mais eficiência ao setor ao:

- melhorar a qualidade do serviço (redução da frequência e da duração das interrupções de fornecimento de energia);
- reduzir as perdas nas redes (por meio do incentivo à GD e à EE);
- reduzir a possibilidade de furtos de energia (graças ao sensoriamento da rede);
- reduzir os custos de operação e manutenção das redes (consequentemente, o valor das tarifas); e

- permitir que o consumidor responda a sinais de preço (e deslocar o consumo dos momentos de maior preço para os momentos de menor preço).

Contudo, como toda nova tecnologia, a incorporação das TICs no SEB demanda investimentos que precisam ser remunerados. É necessário, portanto, que no marco regulatório haja delimitação da repartição dos ônus dos investimentos entre governo, concessionárias e consumidores.

Preferencialmente, a repartição dos ônus deveria seguir proporcionalmente a apropriação dos benefícios que os agentes capturariam: benefícios difusos, como a redução de perdas, deveriam implicar ônus ao governo. Por outro lado, benefícios individuais, com a redução de custos operacionais das concessionárias ou a medição inteligente, que permitiria a sinalização de preços ao longo do tempo (horas, dias etc.) aos consumidores, deveriam implicar alocação de ônus dos investimentos nos respectivos agentes. Em conceito, esse debate parece ser simples, mas, na realidade, não é trivial, pois é necessário criar métodos de apuração dos benefícios e sua distribuição, a serem incorporados na já complexa regulação tarifária das distribuidoras de energia elétrica.

Sobre as tarifas de energia, é inevitável recordar a MP 579/2012 (Lei 12.783/2013), que versa sobre a renovação e a licitação das concessões.<sup>17</sup> Na época da referida MP, o Grupo Eletrobras foi o mais afetado pelo novo normativo, e entre 2012 e 2013 suas receitas foram reduzidas em mais de 60%, exclusivamente para as concessões de transmissão e geração renovadas.

Por conta da mudança do regime de concessão, as indenizações devidas ao Grupo Eletrobras e a outras empresas (notadamente CTEEP, Copel e Cemig, que aceitaram renovar apenas as concessões de transmissão nos novos termos da lei à época) foram, em parte, pagas à vista, com recursos dos encargos setoriais disponíveis em caixa, e, em parte, parceladas. Tais indenizações parceladas<sup>18</sup> foram pagas em prestações pela União, enquanto perdurou a modicidade tarifária como principal meta política.

Sobre o tema modicidade tarifária, é importante destacar que, contemporaneamente à MP 579/2012, o Poder Executivo tomou a decisão de assumir a maior parte dos encargos setoriais<sup>19</sup> que incidiam sobre as tarifas. Portanto, é a redução das receitas das concessões de

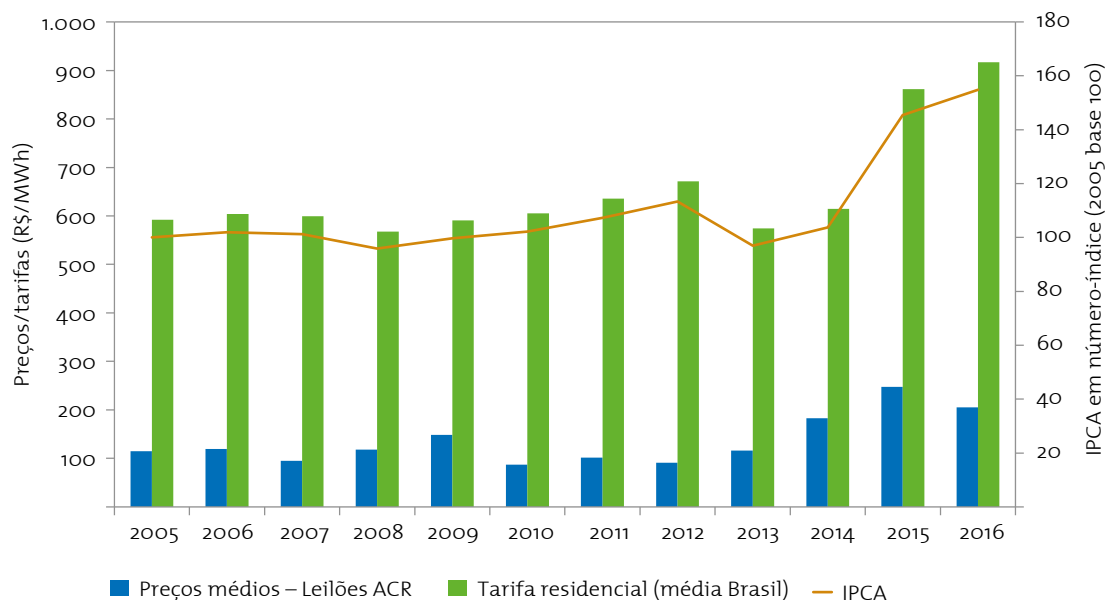
<sup>17</sup> O regramento da Lei 12.783/2013 (sem considerar as alterações posteriores) previa a renovação ou a licitação de concessões de transmissão e de geração de energia em um novo regime. Nesse regime (de operação e manutenção de ativos), os ativos são devolvidos à União (quando do fim da concessão ou sua renovação) e, como contrapartida, esta deve indenizar os concessionários pelo valor ainda não depreciado. As empresas que optaram por renovar as concessões deveriam aceitar o valor das receitas anuais pela operação e manutenção dos ativos pertencentes à União. Caso não aceitassem os novos valores de receitas, bem como os montantes de indenizações definidos naquele momento, os ativos seriam retomados e licitados, após o vencimento dos contratos anteriores de concessão, pelo esquema de deságio em relação às receitas anuais definidas pelo poder concedente.

<sup>18</sup> O cálculo das indenizações foi complexo e polêmico à época, tanto no que toca ao valor contábil dos ativos não depreciados quanto no que toca à remuneração dos valores não pagos pelo poder concedente, mas ainda devidos.

<sup>19</sup> Os encargos setoriais são responsáveis pelo custeio de políticas públicas adotadas no SEB e em outras atividades econômicas, tais como: universalização do acesso a energia, custeio da geração de energia térmica em sistemas isolados e subsídios a fontes renováveis incentivadas, empresas de saneamento e produtores rurais, entre outros. Atualmente, essas atribuições foram centralizadas na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), que era gerida pela Eletrobras e desde maio de 2017 é administrada pela CCEE.

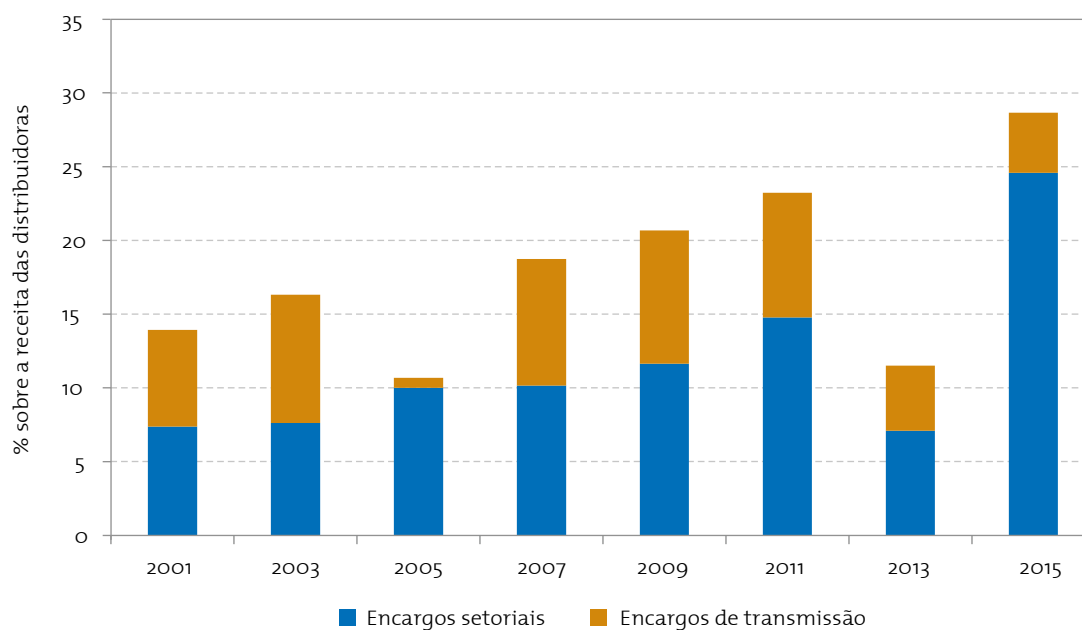
transmissão e geração de energia elétrica, junto com a assunção do custeio por parte do Tesouro Nacional de maior parte dos encargos, que explica a redução das tarifas em 2013 e 2014 (ver gráficos 10 e 11).

Gráfico 10 | Preços nos leilões de energia nova e reserva *versus* tarifas finais de energia



Fonte: Elaboração própria, com base nos dados de CCEE (2018b) e da série histórica do IPCA disponibilizada no portal Ipeadata em janeiro de 2018.

Gráfico 11 | Percentual dos encargos nas tarifas/receitas das distribuidoras de energia



Fonte: Elaboração própria, com base em dados de Abradee (2017a).

Contudo, as restrições fiscais da União levaram-na a transferir integralmente aos consumidores a totalidade das despesas com os encargos setoriais, inclusive as indenizações parceladas das concessões atingidas pela MP 579/2012.<sup>20</sup>

O debate sobre os valores das tarifas de eletricidade e sua composição é acalorado e gera muita controvérsia. Não há uma única resposta, mas sim um conjunto de fatores que explicam sua ascensão recente. Em linhas gerais, observa-se pelo Gráfico 10 que os preços dos leilões de energia nova e energia de reserva correspondem, em média, a 20% das tarifas médias das distribuidoras brasileiras. Portanto, os novos projetos de geração de energia não parecem explicar a elevação das tarifas.

Adicionalmente, o Gráfico 10 revela que as variações acumuladas do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) e da tarifa média nacional estão muito próximas para o período 2005-2015 (cerca de 55% de elevação acumulada em ambos). Como os preços e tarifas no setor elétrico são indexados ao IPCA e esse índice é influenciado pelo valor dos preços administrados, é natural que ambos convirjam em trajetória.

A indexação dos preços administrados traz uma dimensão relevante para o debate do setor: como introduzir no marco regulatório uma dinâmica de incentivos que leve à eficiência de custos operacionais e de investimentos, com rebatimento nos preços e nas tarifas, sem necessariamente atrelá-los à inflação? As propostas recentes de reforma do setor tratam dessas questões e poderão levar a redução da indexação no setor elétrico.

Sobre reforma do marco regulatório, o poder concedente abriu a Consulta Pública 33/2017 (CP 33), na qual é apresentada a Nota Técnica 05/2017 (NT 05) do Ministério de Minas e Energia (MME) (BRASIL, 2017). Em linhas gerais, as proposições de reforma giram em torno da busca da eficiência no setor, incluindo vários elementos que visam aproximar o universo das transações (contratos) e o universo da operação do sistema.

O contexto da reforma descrito na NT 05 aponta alguns dos elementos já apresentados neste capítulo: tendência de incorporação de novas tecnologias, tais como as associadas à GD e à medição inteligente (REIs); reação adversa à construção de hidrelétricas de grande porte por *stakeholders* da sociedade; “judicialização” do setor; e forte presença de subsídios (por meio de encargos, sobretudo) com pouca visibilidade (transparência) para o consumidor.

Como diretrizes para a transformação do SEB, os principais destaques na NT 05 são:

- incentivo à eficiência na conduta dos agentes, que seria complementada por mecanismos centralizados (como o despacho centralizado de usinas).

<sup>20</sup> O Gráfico 11 ilustra o auge da proporção dos encargos setoriais sobre as tarifas finais para o ano de 2015. Naquele ano, de acordo com os dados orçamentários disponibilizados pela Aneel da conta CDE, os principais custos eram: do seu total de R\$ 25 bilhões, 28% eram referentes a custos de combustível das térmicas dos sistemas isolados, 22%, para incentivos à aquisição de energia renovável, e 19%, referentes ao pagamento das indenizações das concessões renovadas em consequência da MP 579/2012.

Exemplo disso é a já devida revisão das GFs das usinas. A falta de revisão de seus valores pode ter eliminado os incentivos dos geradores para manter ou elevar o desempenho da geração física dos seus ativos;

- alocação do risco do negócio (risco hidrológico, por exemplo) a quem o gere (geradoras de energia, por exemplo);
- clareza regulatória na alocação de risco, a fim de evitar litígios na Justiça; e
- remoção de barreiras regulatórias a novos negócios (é um exemplo de novo negócio a liberdade dos consumidores de escolher investir em geração distribuída, em eficiência energética ou de quem comprar energia).

A primeira modificação apresentada, de forma conceitual, tem a ver com o principal esquema contratual do setor elétrico: os leilões de geração de energia do ACR. Atualmente, os leilões são por esquema de disputa por deságios sobre os preços iniciais definidos pelo poder concedente. Os investidores que aceitam os maiores deságios sagram-se vencedores e obtêm contratos de compra e venda de energia (CCVE) que podem durar de 16 a 25 anos, a preços fixos e indexados pela inflação.

Por meio dos leilões de energia, os consumidores das distribuidoras arcam com praticamente todo o custo dos investimentos em novas instalações de geração de energia. No mercado livre (ACL), por outro lado, predominam comercializações de energia proveniente de usinas já existentes ou de parcela residual de usinas novas, já viabilizadas pelos CCVEs do mercado regulado.

As modificações apresentadas têm por norte: (i) reduzir essas assimetrias entre os consumidores do mercado livre e do mercado regulado; e (ii) prescindir da necessidade de CCVEs longos com preços fixos e indexados. Para tanto, haveria a **separação** da contratação da capacidade adicional a ser agregada ao parque gerador nacional (**lastro**) da comercialização da energia gerada ao longo do tempo. Com essa proposta, a contratação de lastro (capacidade adicional) continuaria sendo realizada por leilões públicos. Porém, o pagamento do lastro seria realizado por meio de encargo a ser pago por todos os consumidores de energia, sem distinção. Para o atendimento ao mercado em diferentes momentos no tempo, caberia às distribuidoras, comercializadores e consumidores livres de energia contratar seus respectivos montantes de energia com diversos horizontes dos contratos.

Do ponto de vista do gerador, caberia estimar o quanto conseguiria contratar de energia, o quanto isso geraria de receita e, portanto, o quanto seria necessário de receita adicional para que seus investimentos tivessem retorno financeiro adequado. Essa parcela extra de receita seria a base para o cálculo do preço do lastro por parte do investidor.

Por parte do poder concedente, a definição do preço inicial para leilões de lastro seria dada pelos benefícios (atributos) que determinada tecnologia ou fonte de geração de energia agregaria ao parque gerador. Exemplos de atributos técnicos que seriam valorados

pelo poder concedente são: confiabilidade no suprimento (usinas com geração despachável a qualquer momento pelo operador do sistema), velocidade de resposta (geradores de rápidos acionamento e variação dos montantes gerados) e contribuições para redução de perdas nas redes (recursos energéticos distribuídos).

Com efeito, além de promover uma aproximação entre o ACL e o ACR, a separação entre lastro e energia daria mais informação e transparência para a seleção dos projetos de geração de energia que trarão maiores benefícios para a sociedade.

O desafio desse novo modelo comercial para o setor elétrico é justamente como promovê-lo sem provocar choques que elevem desproporcionalmente as percepções de risco do setor. Uma possibilidade seria ainda fazer leilões públicos por meio dos quais ambos os produtos seriam contratados, com a opção de o investidor sempre contratar energia livremente parcial ou totalmente fora dos leilões, seja por transações liquidadas no MCP, seja por meio de contratos bilaterais, ou por eventuais plataformas de negociação ou bolsas de energia. Para que se minimize a percepção de risco de investidores e credores, o ritmo dessa transição de modelo comercial é crucial. Caso haja elevação desproporcional das percepções de risco, a competição e a eficiência na definição dos preços do lastro e da energia poderão ser comprometidas.

Sobre a competição nos mercados elétricos, com a proposta da CP 33, torna-se salutar o papel das instituições públicas de defesa da concorrência a fim de inibir comportamentos oportunistas e exercícios de poder de mercado por parte das empresas. Nesse sentido, será inevitável que os reguladores acompanhem de perto as transações de mercado e os movimentos de consolidação da propriedade de ativos (fusões, aquisições e privatizações).

Sobre tal transição do mercado elétrico, existe uma condição de contorno crucial que é a separação institucional vigente entre o universo dos contratos (transações comerciais e financeiras) e o universo da operação física do sistema. Para a definição da transição de mercado, é necessário que o ponto final da trajetória institucional seja claramente especificado.

Caso seja a intenção de longo prazo de fim da operação centralizada do parque gerador pelo ONS, serão os agentes coletivamente, em processo competitivo, os definidores da oferta da energia (o quanto gerar a cada patamar de preço).<sup>21</sup> Com efeito, o universo dos contratos e o da operação física estariam unificados. Se esse for o caso, a transição comercial e a supervisão da Aneel e demais instituições teriam de tratar de diversos elementos, tais como: gestão compartilhada em rios e bacias pelas hidrelétricas, usos múltiplos dos recursos naturais, complementaridade entre as fontes renováveis e fósseis e concentração da propriedade dos ativos de geração.

Por fim, são listadas abaixo algumas iniciativas presentes na CP 33, que buscam promover a eficiência no setor, em linha com o conceito de separação dos produtos lastro e energia:

---

<sup>21</sup> Em inglês, essa forma de definição da oferta de energia é designada *self-dispatching*.

- Fim do desconto, de pelo menos 50%, nos encargos de transmissão, associados à geração de energia incentivada (são as chamadas fontes alternativas, como eólica, biomassa, solar, resíduos e hidrelétricas abaixo de 30 MW). No longo prazo, esse desconto seria substituído pelo valor do lastro dessas fontes, de modo que cada atributo que elas têm fosse valorado de forma transparente, de acordo com suas respectivas utilidades: proximidade aos centros de carga, flexibilidade operacional, externalidades à sociedade (redução de emissões e da poluição de forma geral) etc.
- Granularidade temporal e espacial dos preços da energia gerada. Atualmente, os preços são: em leilões públicos, fixos com contratos de longo prazo (até 25 anos) para todo o país; e no MCP, definidos semanalmente, com três blocos de preço ao longo do dia, sem diferenciação entre os dias (úteis *versus* fins de semana e feriados), e por regiões (quatro submercados elétricos). A definição dos preços da energia por localidade da rede elétrica (pontos de conexão) e por diferentes dias do mês e horas do dia poderá trazer a vantagem de sinalizar para o consumidor quando e onde é mais cara ou barata a oferta de energia, permitindo que a demanda assuma papel relevante de tornar a geração mais eficiente (ao deslocar o consumo dos momentos e locais de maior intensidade no uso do parque gerador e das redes para aqueles de menor intensidade).
- Separação entre os valores dos serviços de transporte e de comercialização da energia pelas distribuidoras. Atualmente, grande parte dos consumidores atendidos (os de baixa tensão) depara-se com tarifas medidas em volume de energia (MWh), sem discriminação do valor da energia associado ao serviço de transporte em relação ao associado aos custos de aquisição da energia gerada. Esse fato traz algumas ineficiências de longo prazo para o setor. Há dificuldade na comparação dos custos e preços das fontes em situações geográficas (e de conexão às redes) diferentes (geração centralizada distante dos centros de consumo *versus* geração distribuída).

A geração distribuída envolve, em geral, a necessidade de usos eventuais ou frequentes da rede das distribuidoras (injeção de excedentes e retiradas de energia), conforme o surgimento de desvios entre consumo e geração própria. Além disso, a geração distribuída pode ser remota: não situada no local de consumo, ainda assim na mesma área de concessão da distribuidora. Em alguma medida, as distribuidoras precisariam ter seus serviços de transporte de eletricidade remunerados, por meio de tarifas que sinalizassem exclusivamente o seu valor.

Quando consumidores optam pela geração distribuída, seu consumo se reduz, a conta de energia da distribuidora se reduz em igual medida, os custos de rede deixam de ser cobrados desses consumidores (na proporção do uso do serviço de transporte). Os custos de rede não cobrados passam a ser arcados pelas tarifas em volume de energia, que são elevadas pela queda do volume comercializado. A elevação das tarifas de energia induz mais consumidores a optar pela geração distribuída, e a sequência continua em algo denominado comumente no setor de “espiral da morte” das distribuidoras.

No longo prazo, o ideal é que as distribuidoras sejam remuneradas ao menos pelo serviço de conexão e de uso das redes, já que representam a ponta final de atendimento ao mercado consumidor, detendo, portanto, papel de estabilidade no provimento da energia.

## Conclusão

Como exposto neste capítulo, a crise setorial recente tem características conjunturais e estruturais. Pelas conjunturais, os principais fatos geradores são: (i) a crise hídrica, desde o segundo semestre de 2012 até o presente momento; (ii) as mudanças institucionais provocadas pela MP 579/2012; e (iii) a queda do consumo de energia provocada pela crise macroeconômica, notadamente a partir de 2015.

A confluência desses três fatos criou a tempestade perfeita para a deterioração das relações institucionais setoriais ilustradas pela crescente inadimplência no MCP. Os agentes hidrelétricos do MCP com expressivas exposições negativas, provocadas pela hidrologia desfavorável, conseguiram encontrar fundamentações legais para obter liminares no Judiciário para neutralizar total ou parcialmente tais despesas. Suas fundamentações legais, de modo geral, são sustentadas pela possibilidade de uso excessivo do poder discricionário das instituições públicas, que teriam provocado o chamado deslocamento hidrelétrico, possivelmente exacerbando as exposições financeiras daqueles agentes no MCP.

Longe de atribuir responsabilidades a entes públicos ou privados, a solução setorial requer, no curto prazo, caminhos de conciliação. Uma vez alcançada a conciliação, o SEB poderá acelerar o processo de reformas estruturais, com maior relevância na questão da eficiência do mercado, sobretudo no lado da demanda.

Sobre o papel da demanda, os maiores destaques são a resposta temporal e locacional ao sinal de preços (também presente para estimular a oferta). Os consumidores poderão responder a sinais de preços mais baratos ou mais caros, deslocando consumo, tornando seu consumo mais eficiente, ou mesmo investindo em geração própria.

Uma dinâmica de mercado que aproxime o lado da oferta do lado da demanda no SEB poderá levar ao fim da otimização centralizada do parque gerador nacional. Tal fato não é



uma ameaça, mas tampouco é garantia de um mercado eficiente. Caso a oferta de energia deixe de ser por comando centralizado e passe a ser *self-dispatching* das geradoras (isto é, as ofertas de preço e volume das usinas determinando a curva de oferta do mercado), caberá às instituições públicas uma supervisão da estrutura do mercado (níveis de concentração) e da conduta dos agentes, a fim de inibir comportamentos oportunistas e exercício de poder de mercado.

Sobre as reformas, o BNDES tem condições de analisar as percepções de risco de crédito e de mercado associadas aos seus agentes e avaliar como poderão evoluir as possibilidades de financiamento do setor. A separação entre os produtos lastro e energia eliminará o tradicional perfil de receitas fixas e indexadas pela inflação, garantidas por CCVEs de até 25 anos. Porém, há condições para que as receitas dos projetos oriundas de ambos os produtos sejam previsíveis e, portanto, se possam estimar preços sem grandes percalços.

Com efeito, no curto e no médio prazo, o desafio estrutural do setor elétrico é definir uma rota de reformas e um desenho de mercado futuro que não exacerbe percepções de riscos (no curto prazo) e nem iniba a competição e a eficiência (no longo prazo). O BNDES poderá auxiliar o poder concedente a trilhar o caminho das reformas, sinalizando eventuais necessidades de ajustes, sobretudo no que toca à construção das regras que definirão a formação dos preços dos produtos do futuro novo mercado elétrico.

## Referências

ABRADEE – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. *Tarifas de energia*. [2017a]. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/tarifas-de-energia>>. Acesso em: jan. 2018.

\_\_\_\_\_. *Furto e fraude de energia*. [2017b]. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/perdas/furto-e-fraude-de-energia>>. Acesso em: jan. 2018.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Boletim de Informações Gerenciais*. Vários anos. [2017a]. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/informacoes-gerenciais>>. Acesso em: jan. 2018.

\_\_\_\_\_. Acompanhamento da expansão da oferta de geração de energia elétrica. [2017b]. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/acompanhamento-da-expansao-da-oferta-de-geracao-de-energia-eletrica>>. Acesso em: set. 2017.

\_\_\_\_\_. Resultados das licitações de transmissão de energia elétrica divulgados. [2018]. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/documents/654791/0/CEL\\_RESULTADO\\_LEILÃO\\_TRANSMISSÃO\\_INTERNET\\_%2822NOV16%29%2815dez2017%29/e41213a7-e28c-47db-b4c4-32487b8de920?version=1.7&download=true](http://www.aneel.gov.br/documents/654791/0/CEL_RESULTADO_LEILÃO_TRANSMISSÃO_INTERNET_%2822NOV16%29%2815dez2017%29/e41213a7-e28c-47db-b4c4-32487b8de920?version=1.7&download=true)>. Acesso em: jan. 2018.

BNDES – BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL. *BNDES 60 anos: perspectivas setoriais*, v. 2. Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: <[https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/934/4/BNDES60anos\\_PerspectivasSetoriais\\_vol.2-completo\\_P.pdf](https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/934/4/BNDES60anos_PerspectivasSetoriais_vol.2-completo_P.pdf)>. Acesso em: jan. 2018.

\_\_\_\_\_. *Panoramas setoriais 2030. Desafios e oportunidades para o Brasil. Setor Elétrico*. Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <[https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/14244/1/Panoramas%20Setoriais%202030%20-%20Elétrico\\_P\\_BD.pdf](https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/14244/1/Panoramas%20Setoriais%202030%20-%20Elétrico_P_BD.pdf)>. Acesso em: jan. 2018.

BRASIL. Casa Civil. Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2011-2014/2013/Lei/L12783.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2013/Lei/L12783.htm)>. Acesso em: jan. 2018.

\_\_\_\_\_. Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015. Dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2015-2018/2015/Lei/L13203.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Lei/L13203.htm)>. Acesso em: ago. 2018.

\_\_\_\_\_. Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2011-2014/2012/mpv/579.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/mpv/579.htm)>. Acesso em: jan. 2018.

\_\_\_\_\_. Ministério de Minas e Energia. Nota Técnica nº 05/2017/AEREG/SE. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p\\_auth=EZlwMmQm&p\\_p\\_id=consultapublicaexterna\\_WAR\\_consultapublicaportlet&p\\_p\\_lifecycle=1&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-1&p\\_p\\_col\\_count=1&consultapublicaexterna\\_WAR\\_consultapublicaportlet\\_arquivoid=203&consultapublicaexterna\\_WAR\\_consultapublicaportlet\\_javax.portlet.action=downloadArquivoAnexo](http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_auth=EZlwMmQm&p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_arquivoid=203&consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet_javax.portlet.action=downloadArquivoAnexo)>. Acesso em: jan. 2018.

CCEE – CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. *Informações ao Mercado*. 2018a. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/infomerca-do?\\_adf.ctrl-state=kf652r38l\\_4&\\_afLoop=1319430136902993#!](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomerca-do?_adf.ctrl-state=kf652r38l_4&_afLoop=1319430136902993#!)>. Acesso em: jan. 2018.

\_\_\_\_\_. *Resultado consolidado dos leilões*. Vários anos. 2018b. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso\\_rapido\\_header\\_publico\\_nao\\_logado/biblioteca\\_virtual?tipo=Resultado%20Consolidado&assunto=Leilão&\\_afLoop=1319941655135529#!%40%40%3F\\_afLoop%3D1319941655135529%26tipo%3DResultado%2BConsolidado%26aassunto%3DLeil%25C3%25a3%26\\_adf.ctrl-state%3Dkf652r38l\\_165](https://www.ccee.org.br/portal/faces/aceso_rapido_header_publico_nao_logado/biblioteca_virtual?tipo=Resultado%20Consolidado&assunto=Leilão&_afLoop=1319941655135529#!%40%40%3F_afLoop%3D1319941655135529%26tipo%3DResultado%2BConsolidado%26aassunto%3DLeil%25C3%25a3%26_adf.ctrl-state%3Dkf652r38l_165)>. Acesso em: jan. 2018.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Nota Técnica EPE-DEE-RE-016/2017-r2. *Revisão ordinária de garantia física de energia das usinas hidrelétricas*. Rio de Janeiro, abr. 2017a. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/documents/1138787/13719261/EPE-DEE-RE-016-2017\\_r2.pdf/e3fa3161-70a3-4060-be7c-9fd4074b2dde](http://www.mme.gov.br/documents/1138787/13719261/EPE-DEE-RE-016-2017_r2.pdf/e3fa3161-70a3-4060-be7c-9fd4074b2dde)>. Acesso em: jan. 2018.

\_\_\_\_\_. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2026*. Brasília, 2017b. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>>. Acesso em: jan. 2018.

\_\_\_\_\_. *Anuário Estatístico de Energia Elétrica*. Vários anos. [2017c]. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>>. Acesso em: jan. 2018.

IPEA – INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA. *Boletim de Informações Gerenciais*. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/informacoes-gerenciais>>. Acesso em: jan. 2018.

KAGAN, N. et al. *Redes elétricas inteligentes no Brasil: análise de custos e benefícios de um plano nacional de implantação*. Rio de Janeiro: Sinergia; Abradee; Brasília: Aneel, 2013.

WEC – WORLD ENERGY COUNCIL. May, 2016. *Energy efficiency indicators*. Disponível em: <<https://wec-indicators.enerdata.net/world-rate-of-electricity-T-D-losses.html>>. Acesso em: jan. 2018.

## Bibliografia

REN21 – RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21<sup>ST</sup> CENTURY. *Renewables global status report* (GSR). Paris, 2017. Disponível em: <[http://www.ren21.net/gsr\\_2017\\_full\\_report\\_en](http://www.ren21.net/gsr_2017_full_report_en)>.

Acesso em: jan. 2018.

RIVERA, R.; ESPOSITO, A. S.; TEIXEIRA, I. Redes elétricas inteligentes (smart grid): oportunidade para adensamento produtivo e tecnológico local. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, n. 40, p. 43-83, dez. 2013. Disponível em: <[https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/2927/1/RB%2040%20Redes%20el%C3%A9tricas%20inteligentes\\_P.pdf](https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/2927/1/RB%2040%20Redes%20el%C3%A9tricas%20inteligentes_P.pdf)> Acesso em: jan. 2018.

## Sites consultados

IPEA – INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA. *Série histórica do Índice de Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA*. Disponível em: <<http://www.ipeadata.gov.br/Default.aspx>>. Acesso em: jan. 2018.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Histórico da operação*. [2018]. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/pt/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>>.

Acesso em: jan. 2018.

\_\_\_\_\_. *Histórico da operação*. [2017]. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/pt/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>>. Acesso em: jul. 2017.

